



DIVISIÓN DE INGENIERÍA DE ELECTRICIDAD.

INSTRUCCIÓN TÉCNICA	**:**	**RGR N° 02/2014**
MATERIA	**:**	**DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED.**
REGLAMENTO	**:**	**D.S. N°71 REGLAMENTO DE LA LEY Nº 20.571, QUE REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES.**
FUENTE LEGAL	**:**	**LEY N° 20.571; REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES.**
RESOLUCIÓN EXENTA	**:**	**RE Nº 5536 de fecha 17.10.2014**

1. Objetivos.

Acota los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para ser conectadas a la red de distribución, con el fin de entregar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas, así como la integridad física y operacional de la red de distribución eléctrica.

2. Alcance.

Las disposiciones de esta Instrucción Técnica son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas conectadas a la red de distribución, cuya potencia máxima no sobrepase lo estipulado en la Ley N° 20.571.

3. Referencias normativas

Los documentos normativos siguientes contienen disposiciones que, a través de referencias en el texto de la instrucción técnica, constituyen requisitos.

IEC	60269-6:2010	Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems.
IEC	60364-4-41:2005	Low-voltage electrical installations - Part 4-41: Protection for safety - Protection against electric shock.
IEC	60364-5-53:2002	Electrical installations of buildings - Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment - Isolation, switching and control.
IEC	60364-6:2006	Low-voltage electrical installations - Part 6: Verification.
IEC	60364-7-712:2002	Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
IEC	60529:2013	Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)





IEC/TR	60755:2008	General requirements for residual current operated protective devices.
IEC	60947-2:2013	Low-voltage switchgear and controlgear - Part 2: Circuit-breakers.
IEC	60947-3:2012	Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units.
IEC	60998-1:2002	Connecting devices for low-voltage circuits for household and similar purposes - Part 1: General requirements.
IEC	61439-1:2011	Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 1: General rules.
IEC	61557-8:2007	Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. - Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures - Part 8: Insulation monitoring devices for IT systems.
IEC	61643-11:2011	Low-voltage surge protective devices - Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems - Requirements and test methods.
IEC	61936-1:2014	Power installations exceeding 1 kV a.c. - Part 1: Common rules.
IEC	62020:2003	Electrical accessories - Residual current monitors for household and similar uses (RCMs)
IEC	62109-1:2010	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements.
IEC	62109-2:2011	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters.
IEC	62116:2014	Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures.
IEC	62305-2:2010	Protection against lightning - Part 2: Risk management.
IEC	62446:2009	Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.
IEC/TS	62548:2013	Photovoltaic (PV) arrays - Design requirement.
UNE-EN	50272-2:2002	Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Parte 2: Baterías estacionarias.
TÜV	2 pfg 1169/08.2007	Requirements for cables for use in photovoltaic-systems.

IEEE Std. 81	Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System.
NCh 2369.Of2003	Norma Chilena de Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
Norma técnica	Norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión, emitida por la Comisión Nacional de Energía y Reconstrucción, sus modificaciones o disposición que lo reemplace.
NCh Elec. 4/2003	Instalaciones de Consumo en Baja Tensión, declarada Norma Chilena Oficial de la República mediante Decreto Supremo Nº 115, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, sus modificaciones o disposición que lo reemplace.

4. Terminología

Anti-isla:

Uso de relés o controles para protección contra funcionamiento de isla.

Arreglo:

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

CA
Corriente Alterna

Caja de conexiones de string o junction box o tablero CC:
Caja en la que se conectan eléctricamente los strings entre sí.

CC
Corriente Continúa

Célula solar o fotovoltaica:
Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Conductor:
Para los efectos de esta instrucción técnica se entenderá por hilo metálico, de cobre de sección transversal frecuentemente cilíndrico o rectangular, destinado a conducir corriente eléctrica. De acuerdo a su forma constructiva podrá ser designado como alambre, si se trata de una sección circular sólida única, barra si se trata de una sección rectangular o conductor cableado si la sección resultante está formada por varios alambres iguales de sección menor.

Corriente de cortocircuito en condiciones de ensayo normalizadas Isc (STC):
Corriente de cortocircuito de un módulo, de un string, de un grupo o de un generador fotovoltaico en condiciones de ensayo normalizadas.

Diodo de Bloqueo:
Es un diodo utilizado para impedir el flujo inverso de corriente hacia la fuente del circuito fotovoltaico.

Empalme:
Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor del sistema del cliente a la red de suministro de energía eléctrica.

Empresa(s) Distribuidora(s):
Concesionario(s) de servicio público de distribución de electricidad.

Unidad de Generación Fotovoltaica (UGF):
Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes

- ✓ Módulos fotovoltaicos.
- ✓ String.
- ✓ Arreglo fotovoltaico.
- ✓ Cajas de conexión.
- ✓ Cables y conexiones eléctricas.
- ✓ Dispositivos de protección.
- ✓ Sistema de tierras.
- ✓ Estructuras de montaje.

IEC:
International Electrotechnical Commission, Comisión Electrotécnica Internacional

Sistema fotovoltaico conectado a la red:
Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, conectados a la red de distribución a través del empalme del usuario o cliente final. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.

Interfaz con la Red:
Interconecta la salida del inversor con las cargas locales de CA del inmueble, y con el sistema eléctrico de distribución. Permite al sistema fotovoltaico operar en paralelo con la red para que la energía pueda fluir en uno u otro sentido entre la red y la interfaz.

Interruptor general:
Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Inversor:
Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Inversor string:
Inversor diseñado para operar con un conjunto de varios módulos que se conectan en serie (string). Se pueden conectar uno o varios strings, dependiendo del modelo del inversor. El inversor string se caracteriza por la posibilidad de conectar los strings de manera directa, sin caja de conexión intermedia.

Inversor central:
Inversor diseñado para operar con muchos módulos, conectados en serie (string), y muchos strings en paralelo. Para conectar strings en paralelo, generalmente se utiliza una caja de conexión (junction box) que junta los strings para luego realizar la conexión al inversor.





Microinversor:
Inversor diseñado para operar con un solo módulo fotovoltaico. Su entrada es para corriente continua y en su salida exporta corriente alterna. Generalmente se instala debajo del módulo fotovoltaico e incluye todas las protecciones necesarias por el lado CC y CA.

Panel o Módulo fotovoltaico:
Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Potencia de la instalación fotovoltaica:
Es la suma de las potencias nominales de los inversores (la especificada por el fabricante).

Potencia nominal del generador (Ppeak):
Suma de las potencias máximas o peak de los módulos fotovoltaicos.

Protección de Red e Instalación (Protección RI):
Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento, cuando al menos un valor de operación de la red de distribución, se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.

Punto de conexión a la red de distribución
Es el punto en donde se une la acometida del usuario a la red.

Reconexión automática (RA):
Reconexión del interruptor de potencia controlado por un dispositivo automático.

String:
Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Tensión en circuito abierto en condiciones de ensayo normalizadas (Voc stc):
Tensión en condiciones de ensayo normalizadas, a través de los bornes descargados (abiertos) de un módulo fotovoltaico, de un string, de un grupo fotovoltaicos, de un generador fotovoltaicos o sobre el lado de corriente continúa del inversor.

5. Disposiciones Generales

5.1. Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico conectada a la red de distribución, deberá ser proyectada y ejecutada en estricto cumplimiento con las disposiciones de esta Instrucción Técnica y en las normativas vigentes.

5.2. Toda instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución deberá ejecutarse de acuerdo a un proyecto técnicamente concebido, el cual deberá asegurar que la instalación no presenta riesgos para operadores o usuarios, sea eficiente, proporcione un buen servicio, permita un fácil y adecuado mantenimiento y tenga la flexibilidad necesaria como para permitir modificaciones o ampliaciones con facilidad.

5.3. El funcionamiento de las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución a que se refiere esta Instrucción Técnica, no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, calidad, ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa vigente.





5.4. En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones eléctricas de un sistema fotovoltaico no deberán mantener tensión en la línea de distribución, ni dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

5.5. En el caso de que una instalación de un sistema fotovoltaico se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa técnica vigente sobre calidad del servicio.

5.6. Las instalaciones eléctricas de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, que se acojan a la Ley N° 20.571, deberán dimensionarse para que su potencia máxima no supere la potencia del empalme eléctrico y/o que la suma de sus potencias nominales en el lado AC no exceda la potencia estipulada en la ley.

5.7. La tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continúa CC, no deberá ser superior a 1kV.

5.8. Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución debe ser proyectada y ejecutada bajo la supervisión directa de un Instalador Electricista autorizado, clase A o B.

5.9. Las disposiciones de esta Instrucción Técnica están hechas para ser aplicadas e interpretadas por profesionales especializados; no debe entenderse este texto como un manual.

5.10. De acuerdo a lo establecido en la Ley Nº 18.410, cualquier duda en cuanto a la interpretación de las disposiciones de esta Instrucción Técnica será resuelta por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante Superintendencia.

5.11. Los equipos, elementos y accesorios eléctricos utilizados en la unidad de generación fotovoltaica deben ser diseñados para soportar la tensión máxima generada por ella y ser adecuados para trabajar en corriente continua.

5.12. Durante todo el período de explotación o operación de las instalaciones eléctricas, sus propietarios u operadores deberán conservar los diferentes estudios y documentos técnicos utilizados en el diseño y construcción de las mismas y sus modificaciones, como asimismo los registros de las auditorias, certificaciones e inspecciones de que hubiera sido objeto, todo lo cual deberá estar a disposición de la Superintendencia.

5.13. En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término de operación, la Superintendencia podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en la presente instrucción técnica, siempre que se mantenga el nivel de seguridad que el texto normativo contempla. Estas tecnologías deberán estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Para ello el interesado deberá presentar el proyecto y un ejemplar completo de la versión vigente de la norma, código o especificación extranjera utilizada debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que solicite la Superintendencia.

6. Condiciones de la instalación.

6.1. La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar el mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico.

6.2. Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos de seccionamiento necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares, de todos los conductores no puestos a tierra, de todas las fuentes de energía y de forma simultánea. Se excluyen de esta disposición los microinversores.

Asimismo, se acepta para inversores string como medio de desconexión, el medio que incluye el equipo inversor para estos fines.

6.3. Los conductores o cables de la unidad de generación fotovoltaica, módulos fotovoltaicos, string e inversor deberán ser seleccionados e instalados de forma que se reduzca al máximo el riesgo de falla a tierra o de cortocircuito.

6.4. Toda instalación que cuente con una unidad de generación fotovoltaica, deberá estar claramente identificado mediante una placa ubicada a un costado del equipo de medida, donde se indique claramente que dicha propiedad cuenta con una unidad de generación fotovoltaica.

6.5. La unidad de generación fotovoltaica, deberá contar con las respectivas señaléticas de seguridad claramente visible que indiquen:

“PRECAUCIÓN: PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA - NO TOCAR - TERMINALES ENERGIZADOS EN POSICIÓN DE ABIERTO – SISTEMA FOTOVOLTAICO”

6.6. Todos los equipamientos, protecciones, interruptores y terminales deben estar rotulados.

6.7. Todas las cajas de conexión o junction box de CC, deberán contar con un etiquetado de peligro indicando que las partes activas dentro de la caja están alimentadas por el generador y que pueden todavía estar energizadas tras su aislamiento o apagado del inversor y la red pública.

6.8. Se instalará una placa de identificación por parte del instalador al momento de montaje de la unidad de generación, ubicada en los medios de desconexión, en un sitio accesible, en el cual se especifique la capacidad de la fuente fotovoltaica y que indique:

a) La corriente de operación
b) La tensión de operación.
c) La tensión máxima del sistema.
d) Potencia máxima.
e) Corriente de cortocircuito.

7. Estructura.

7.1. La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica deberá satisfacer la normativa vigente en Chile, en cuanto a edificación y diseño estructural para los efectos del viento, nieve y sísmicos.

7.2. Las estructuras industriales y comerciales cuya potencia instalada de la unidad de generación fotovoltaica sea superior a 30kW, deberán satisfacer, adicionalmente, los requerimientos establecidos en la norma NCh 2369.





7.3. La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica debe ajustarse a la superficie de la instalación, ya sea horizontal o inclinada, y el método de anclaje deberá soportar las cargas de tracción, mantener la estructura firme y evitar posibles volcamientos por la acción del viento o nieve.

7.4. El diseño y la construcción de la estructura que soporta la unidad de generación fotovoltaica y el sistema de fijación de módulos fotovoltaicos, deberá permitir las dilataciones térmicas necesarias, evitando transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos fotovoltaicos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

7.5. La estructura se protegerá contra la acción de los agentes agresivos en el ambiente y/o corrosivos, garantizando la conservación de todas sus características mecánicas y de composición química.

7.6. La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a la tierra de protección.

8. Módulos fotovoltaicos.

8.1. Todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación deberán estar certificados en conformidad a los protocolos de ensayos establecidos por la Superintendencia para tales efectos.

8.2. Los cables o terminales de módulos fotovoltaicos deberán tener marcado su polaridad.

8.3. Los módulos fotovoltaicos tendrán una placa visible e indeleble, con la información técnica requerida en la certificación y con los siguientes valores:

a) Tensión de circuito abierto.
b) Tensión de operación.
c) Tensión máxima admisible del sistema.
d) Corriente de operación.
e) Corriente de cortocircuito.
f) Potencia máxima.

8.4. Todos los módulos fotovoltaicos deberán incluir diodos de derivación o bypass en conformidad a las normas IEC 62548 para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

8.5. En los casos que los módulos fotovoltaicos utilicen marcos laterales serán de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes agresivos del ambiente y/o corrosivos.

8.6. No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintos modelos, ni orientaciones diferentes en un mismo string. Se excluyen de esta disposición a los módulos conectados a través de microinversores.

8.7. Solo se podrá utilizar orientaciones distintas de módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación, en casos justificados en donde el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dichas causas, lo que deberá ser fundamentado en la memoria técnica de diseño del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración.





8.8. Los módulos fotovoltaicos deberán instalarse de modo de asegurar una buena ventilación, y con una separación suficiente que permita las dilataciones térmicas y que garantice la disipación adecuada de calor de radiación solar local máxima.

8.9. No se podrán instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos productos de la fabricación o del traslado de estos, como roturas o fisuras.

9. Arreglos y Conexión Eléctrica.

9.1. Las conexiones deberán permitir un montaje rápido, manteniendo la seguridad y la impermeabilidad del sistema.

9.2. La interconexión de los módulos fotovoltaicos de la unidad de generación fotovoltaica deberá realizarse mediante conectores que deberán cumplir con los siguientes requisitos:

9.2.1. Deberán ser a prueba de agua Tipo MC4 u equivalente, diseñado para aplicaciones de energía fotovoltaica, que cumpla con los requerimientos técnicos de la instalación, en conformidad a la norma IEC 60998-1.

9.2.2. Los conectores serán polarizados y de configuración que no permita intercambio con tomacorrientes de otros sistemas eléctricos en el predio.

9.2.3. Los conectores estarán construidos e instalados de modo que eviten el contacto accidental de las personas con partes en tensión.

9.2.4. Los conectores serán del tipo que permita su enclavamiento o bloqueo.

9.2.5. Los conectores deben ser capaces de interrumpir el paso de la corriente por el circuito sin causar riesgos al operador.

9.3. Los arreglos y conexiones de las unidades de generación fotovoltaicos deberán ser diseñados y ejecutados con el objetivo que no se generen corrientes inversas entre los distintos string. En los arreglos que producto de su configuración, pueden generarse corrientes inversas, estas no deberán ser mayores que las corriente inversa máxima que soportan los módulos o paneles fotovoltaicos, de lo contrario deberán ser limitadas mediante la utilización de diodos de bloqueo y/o protecciones de sobrecorriente (fusibles o interruptores automáticos)

9.4. Cada arreglo o string de la unidad de generación fotovoltaico deberá conectarse al inversor fotovoltaico de la siguiente manera:

9.4.1. Directamente al inversor en forma independiente. Esta configuración será admitida en instalaciones que utilicen los denominados inversores string, en que cada string se conecta directamente al inversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.

9.4.2. Mediante una caja de conexiones de string o junction box acorde a lo descrito en el punto 9.7. Se utilizará esta configuración para instalaciones que utilicen los denominados inversores centrales o para aquellas instalaciones en las que sea necesario agrupar en paralelo dos o más strings.

9.4.3. Para los arreglos o strings fotovoltaicos que utilicen la tecnología denominada capa fina o Thin Film, se permitirá utilizar un conector tipo Y para agrupar strings, siempre y cuando el inversor utilizado acepte esta configuración.

9.5. En instalaciones en que se utilicen microinversores, la conexión se deberá llevar a cabo de la siguiente manera:

9.5.1. Cada módulo fotovoltaico deberá conectarse de manera independiente, directamente a un microinversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.

9.5.2. Cada microinversor se conectará en paralelo formando un circuito de corriente alterna (circuito CA), hasta el máximo número especificado por el fabricante, y respetando lo indicado en los puntos 11.10 y 11.11 para el cableado de CA.

9.5.3. Cada circuito CA se conectará a una caja de conexiones de CA, de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

9.5.4. Cada circuito CA se conectará en paralelo a través de la caja de conexiones CA, formando un ramal de corriente alterna (ramal CA)

9.5.5. Cada ramal CA se conectará a un diferencial tipo A, de 30 mA y un interruptor magnetotérmico de suficiente capacidad según normativa vigente, y localizado en el punto de conexión, de acuerdo a lo indicado en el punto 13.17

9.6. Cuando la conexión de los arreglos en serie o string se realice según lo establecido en el punto 9.4.3, los arreglos fotovoltaicos deberán contar con diodos de bloqueo o una protección equivalente que impidan que circule corriente inversa.

9.7. Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica indicadas en el punto 9.4.2, deberán cumplir con la norma IEC 61439-1, y contar con los siguiente elementos:

a) Seccionador bajo carga.
b) Descargadores de sobretensión tipo 2.
c) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada string.
d) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada string.
e) Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
f) Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
g) Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial,
h) El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.

9.8. La caja de conexión o tablero CC deberá permitir el accionamiento del seccionador bajo carga desde el exterior de la caja, o el tablero CC deberá contar con contra tapa, sin que exista exposición de personas al contacto con partes con tensión. El seccionador deberá tener claramente marcado la posición abierta o cerrada.

9.9. Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC, deberán ser instalados los más cercano posible de los arreglos fotovoltaicos.

9.10. Todos los tableros, conexión y junction box ubicados a la intemperie, deberán ser instalados de forma que todas sus canalizaciones y conductores ingresen por la parte inferior, conservando su índice de protección IP.





9.11. Las conexiones a un módulo o panel de la unidad de generación fotovoltaica deben estar hechas de modo que sí se quita un módulo o panel del circuito de la fuente fotovoltaica no se interrumpa la continuidad de ningún conductor puesto a tierra de cualquier otro circuito de fuente fotovoltaico.

9.12. Todos los conductores utilizados en la unidad de generación deberán contar con sus respectivos terminales.

10. Dimensionado de Circuitos y Corriente.

10.1. Corriente de los circuitos fotovoltaicos o corriente de la unidad de generación fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo, multiplicada por 1,25 veces.

10.2. Corriente de los circuitos de salida fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes máxima de los circuitos de las fuentes en paralelo multiplicada por 1,25 veces.

10.3. Corriente de los circuitos de salida del Inversor: La corriente máxima será la corriente de salida del inversor de régimen continuo.

10.4. Corriente de los circuitos de entrada del inversor: La corriente máxima será la corriente de entrada de régimen continuo del inversor cuando el inversor produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada.

10.5. Las corrientes de los sistemas fotovoltaicos serán consideradas como de régimen continuo.

11. Conductores y Canalización.

11.1. Todos los conductores deberán ser canalizados en conformidad a los métodos establecidos en la norma NCh Elec. 4/2003, y deberán soportar las influencias externas previstas, tales como viento, formación de hielo, temperaturas y radiación solar.

11.2. Los circuitos de los sistemas fotovoltaicos y los circuitos de salida fotovoltaicos no se instalarán en las mismas canalizaciones con otros circuitos de otros sistemas, al menos que los conductores de los otros sistemas estén separados por una barrera.

11.3. Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separada, solo en los casos que se utilice canalización metálica podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.

11.4. Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni accidentales.

11.5. Los conductores utilizados en el lado de CC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1kV en CA y de 1,8kV en CC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

11.6. Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007.

11.7. Los conductores en el lado de CC, que estén expuestos a daños por roedores deberán contar con una protección contra roedores. Para estos efectos, podrá utilizarse conductores que incorporen dicha protección o deberán canalizarse todos los conductores que formen parte del lado CC, incluyendo las uniones entre módulos.

11.8. Los conductores de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

11.9. Los conductores del lado de CC, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente obtenida del cálculo indicado en el punto 13.8 y/o para soportar la corriente inversa máxima que se pueda generar en la unidad de generación.

11.10. Los conductores del lado de CA, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor y deberán quedar protegidos por el dispositivo de sobrecorriente establecido en el punto 13.14

11.11. Los alimentadores o conductores del lado de CA de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión entre el punto de conexión a la red y la unidad de generación sea inferior del 3%.

11.12. La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm2 y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm2.

11.13. En la determinación de la sección transversal de los conductores de cada arreglo, se deberá considerar la temperatura máxima de operación del arreglo de acuerdo con las condiciones climatológicas del lugar, y elegir la sección transversal de conductor considerando los factores de corrección por temperatura indicados en la tabla siguiente.

Tabla N°1.

Temperatura Ambiente	**Temperatura nominal de los conductores**			
°C	**60°C**	**75°C**	**90°C**	**105°C**
30	1	1	1	1
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,058	0,75	0,82	0,86
51-55	0,041	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

11.14. Cuando se utilicen cables y cordones flexibles para conectar las partes móviles de los sistemas de orientación de los módulos fotovoltaicos, serán de tipo cordón o cables portátil de servicio pesado; dichos cables serán adecuados para uso extra-pesado, listados para uso a la intemperie y resistentes al agua y a la luz del sol. Cuando la temperatura ambiente supere los 30°C, se aplicarán los factores de corrección de la Tabla N°1.





11.15. Los conductores para corriente continua se identificarán o marcarán de color rojo para el conductor positivo, negro para el conductor negativo y verde o verde/amarillo para el conductor de tierra de protección, para el cableado de corriente alterna deberá ajustarse a lo indicado en la norma NCh Elec. 4/2003.

11.16. La tensión del aislamiento del conductor de lado de CC no deberá ser menor a 1,25 veces de la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en condiciones estándar.

11.17. La capacidad total de generación fotovoltaica no debe ser mayor de la capacidad de transporte del alimentador o del conductor utilizado en la unión entre el tablero general y el empalme.

11.18. Los sistemas fotovoltaicos deberán poseer resistencia de aislamiento igual o superior a los valores señalados la tabla N°2.

Tabla 2 – Valores mínimos de resistencia de aislamiento

Método de ensayo	Tensión del sistema ($V_{oc\ stc} \times 1,25$) V	Tensión del ensayo V	Resistencia mínima de aislamiento MΩ
Método de ensayo 1 Separar los ensayos del terminal positivo y negativo del generador	< 120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	> 500	1 000	1
Método de ensayo 2 Terminales positivo y negativo del generador cortocircuitados	< 120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	> 500	1 000	1

12. Inversor.

12.1. Los inversores utilizados en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, deberán estar certificados en conformidad a los protocolos de ensayos establecidos por la Superintendencia para tales efectos.

12.2. La instalación del inversor se deberá realizar según las especificaciones del fabricante, considerando la ventilación, el anclaje, la orientación, y el índice IP, entre otros aspectos. El inversor se deberá situar en un lugar con fácil acceso a personal técnico.

12.3. No se podrá instalar un inversor en baños, cocinas o dormitorios, en recintos con riesgos de inundación y recintos con riegos de explosión.

12.4. Podrán instalarse a la intemperie aquellos inversores que cuenten con un grado de protección de al menos IP55 y con protección contra la radiación solar directa.

12.5. La instalación del inversor deberá efectuarse, dejando un espacio mínimo de 15 cm a cada lado del inversor, en los casos que el fabricante especifique distancias mayores a las señaladas, deberán respetarse estas últimas. Los terminales del inversor deben permitir una fácil conexión de conductores o cables aislados.

12.6. Los inversores denominados inversores string, deberán contar internamente o externamente con protecciones contra descargas eléctricas, protecciones de sobre tensión, y protecciones de sobre intensidad por cada string y deberán garantizar que no exista circulación de corriente inversa mayores a las admisibles por los módulos fotovoltaicos conectados a él.





12.7. Las protecciones de sobre intensidad indicadas en el punto 12.6, podrán omitirse solo cuando la unidad de generación este conformada por un máximo de dos string, conectados en forma directa al inversor, siempre que la suma de las corrientes máxima de los dos string, no excede la capacidad de corriente del conductor y no exceda la corriente máxima inversa de los módulos.

12.8. Los inversores deberán contar con una protección anti-isla en conformidad a la norma IEC 62116.

13. Protecciones.

13.1. Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

13.2. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución deberán tener protección de falla a tierra para reducir el riesgo de incendio.

13.3. El dispositivo de protección de falla a tierra deberá ser capaz de detectar una falla, interrumpir el flujo de corriente de falla, y dar una indicación que ocurrió la falla.

13.4. Los conductores activos de la fuente en que ocurrió la falla serán desconectados en forma automática. Si se desconecta el conductor de tierra del circuito en que ocurrió la falla, para cumplir con los requisitos del punto 13.3, todos los demás conductores del circuito con falla abrirán en forma automática y simultánea.

Se permitirá la desconexión del conductor de tierra del arreglo o la desconexión de las secciones del arreglo que presenten la falla con la finalidad de interrumpir la vía de corriente de falla a tierra.

13.5. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red que utilicen sistemas de puesta a tierra TN o TT deberán contar con un monitor de corriente diferencial (RCMU) el que podrá estar incluido en el inversor o ser externo a él. Dicho monitor deberá ser sensible a todo tipo de corriente, capaz de diferenciar entre las corrientes de escape capacitivas condicionadas por el servicio (causadas por las capacidades de los módulos fotovoltaicos a tierra) y las corrientes de falla (causadas por el contacto de un polo del generador FV). El inversor se deberá desconectar inmediatamente de la red en cuanto se supere el valor límite absoluto de 300 mA (protección contra incendios) o el valor de la corriente de falla del lado de CC de 30 mA.

En los casos en que el monitor de corriente diferencial (RCMU) este incorporado al inversor, deberá cumplir con la norma IEC 62109-2. Para aquellos casos en que el RCMU no esté incorporado en el inversor, deberá satisfacer los requerimientos de las normas IEC 62020 y IEC 60755.

13.6. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red que utilicen sistemas de puesta a tierra IT, deberán contar con un vigilante de aislamiento interno o externo al inversor, con señales audibles y/o visibles, el que deberá estar regulado en conformidad al 4.8.2 de la norma IEC 62109-2.

13.7. En los casos que el vigilante no esté incorporado al inversor, deberá satisfacer los requerimientos de la norma IEC 61557-8, y deberá desconectar la instalación ante un fallo de aislamiento 50V/Ω en conformidad a la norma IEC 60364-5-53, anexo H.





13.8. Los dispositivos de sobrecorriente en el lado CC, serán dimensionados para conducir una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima corriente del string y no deberá ser superior a la corriente inversa máxima que soportan los módulos que forman parte del string.

13.9. Los fusibles utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir con la norma IEC 60269-6, los que deberán ser seleccionados para ser capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento.

13.10. Los interruptores automáticos y seccionadores utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas, deberán cumplir los requerimientos establecidos en las normas IEC 60947-2 o IEC 60947-3, y ser adecuados para instalaciones fotovoltaicas, capaces de extinguir arcos eléctricos en CC.

13.11. Los descargadores de sobretensión utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán ser del tipo 2, en conformidad a la IEC 61643-11

13.12. Cuando se utilicen diodos de bloqueo, su tensión asignada inversa deberá ser 2 veces la tensión máxima del string a circuito abierto, y deberán cumplir con las normas IEC 60529, IEC 62548 y IEC 60364-7-712.

13.13. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con protección por aislamiento de las partes activas clase II, en el lado de CC, de acuerdo a la IEC 62109-1.

13.14. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial e interruptor general magnetotérmico bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tetrapolar para el caso de las instalaciones trifásicas, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

13.15. La protección diferencial del lado de corriente alterna, indicada en el punto 13.14, que se instale en un sistema fotovoltaico que no presenta como mínimo una separación simple entre los lados de las corrientes continua y alterna, el dispositivo diferencial instalado para garantizar la protección en caso de falla debe ser tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755.

Si el inversor no puede, por construcción, inyectar corrientes continuas de falla en la instalación eléctrica, no se requiere un dispositivo diferencial del tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755, en estos caso se podrá utilizara un diferencial tipo A.

13.16. La protección diferencial indicada en el punto 13.14, para unidades de generación de potencia instalada inferiores 10kW, deberán ser de una corriente diferencial no superior a 30mA. En unidades de generación de potencia instalada igual o superior a 10kW deberá utilizar una protección diferencial con intensidad diferencial no superior a 300 mA.

13.17. El interruptor general magnetotérmico y el diferencial indicado en el punto 13.14 deberán estar instalado y claramente identificados en el tablero de distribución o general de la instalación de consumo (Ver apéndice N°2).

13.18. El interruptor general magnetotérmico indicado en el punto 13.14 debe ser un interruptor termomagnético que permita la desconexión del generador fotovoltaico de la red y las cargas locales. La calibración del dispositivo de sobrecorriente se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor y deberá cubrir las siguientes especificaciones:

a) Ser manualmente operable.
b) Contar con un indicador visible de la posición "On-Off".
c) Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre.
d) Tener la capacidad interruptiva requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución.
e) Debe ser operable sin exponer al operador con partes vivas.

13.19. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con una protección de red (RI), en conformidad a lo establecido en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.

13.20. Los ajustes de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia de la protección de red (RI), serán establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.

13.21. En aquellos lugares en que exista peligro de caída de rayos, deberá instalarse las protecciones de pararrayos respectivas, en conformidad las normas IEC 62305-2, IEC 60364-7-712.

13.22. Todos los interruptores que serán alimentados con corriente en ambos sentidos dentro del sistema eléctrico, deben estar especificados para operación bidireccional.

14. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

14.1. Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.

14.2. La puesta a tierra de protección de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas, se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

14.3. El sistema de puesta a tierra utilizado para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución será el siguiente:

14.3.1. En caso de instalaciones con separación galvánica, podrá utilizarse el sistema IT o de neutro aislado, de acuerdo a la IEC 60364-4-41, por lo que ningún conductor activo será puesto a tierra, sin perjuicio de que todas las partes metálicas de los aparatos y soportes que forman parte de la instalación, deberán estar conectadas entre sí y puestas a tierra según la configuración indicada en el presente punto normativo.

14.3.2. En caso de instalaciones sin separación galvánica, la instalación será TT o TN, de acuerdo a la IEC 60634-4-41, por lo que el conductor identificado como neutro estará puesto a tierra, al igual que todas las partes metálicas de los aparatos y soportes que forman parte de la instalación.

14.4. El sistema de puesta a tierra utilizado deberá cumplir con los requerimientos de seguridad establecidos en la norma NCh Elec. 4/2003.





14.5. La medición de la resistencia de puesta a tierra, deberá realizarse en conformidad a los procedimientos descritos en la norma IEEE Std. 81 o la IEC 61936-1.

15. Baterías de acumuladores.

15.1 De existir baterías en el equipamiento de generación, se deberá respetar para el diseño, montaje, operación, inspección y mantenimiento los requisitos descritos en la norma UNE EN 50272-2.

15.2 Las partes energizadas de los sistemas de baterías de las viviendas deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos, independientemente de la tensión o tipo de batería.

15.3 Cuando la corriente disponible de cortocircuito de una batería o banco de baterías de un sistema solar fotovoltaico sea mayor que la capacidad nominal de interrupción o la de soporte de los demás equipos instalados en el circuito, en cada uno de los circuitos y cerca de las baterías se debe instalar un dispositivo limitador de corriente o dispositivo de protección contra sobrecorriente.

15.4 Deberán instalarse equipos que indiquen el estado de carga de las baterías. Todos los medios de ajuste para control del estado de la carga deben ser accesibles exclusivamente a personas calificadas.

15.5 Cuando la carga de acumulación en las baterías supere los 1000 A/h, se deben instalar en un cuarto aireado, independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar.

16. Interfaz con red.

16.1 La instalación fotovoltaica deberá conectarse en paralelo con la red y contribuir a abastecer el suministro de energía a la red. Si existe una carga local en el inmueble, ésta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes, por ambas simultáneamente u otro medio interno.

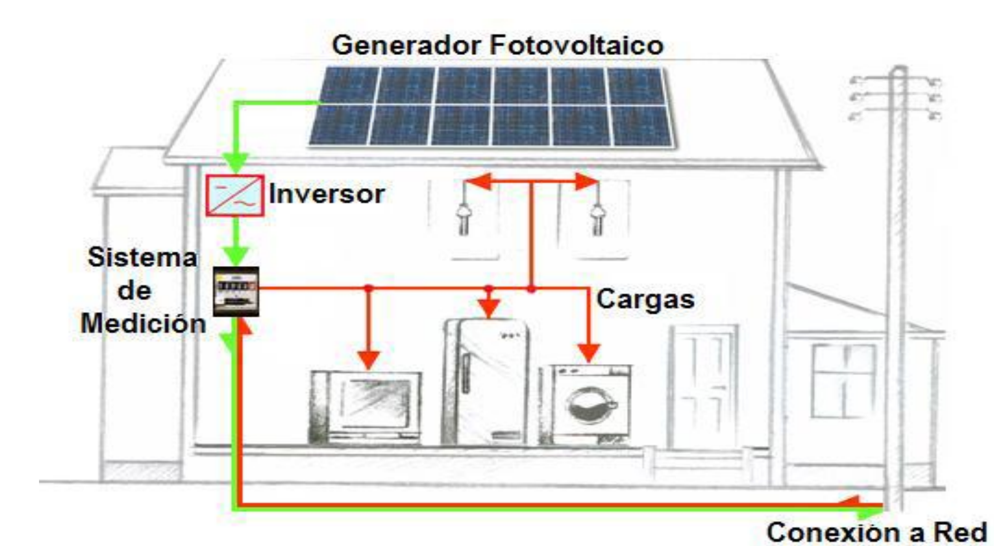


FIGURA 1: Diagrama de flujos de inyección de excedentes. La línea verde representa la energía generada, mientras que la línea roja representa la energía consumida.

16.2 La instalación fotovoltaica debe contar con un medio de desconexión que permita su separación de la red en caso de falla o para realizar labores de mantenimiento.





Para garantizar la seguridad y flexibilidad en la operación del sistema fotovoltaico conectado a la red, se deben emplear dos interruptores de separación en la interfaz con la red, un interruptor general del sistema fotovoltaico indicado en el punto 13.14 (Fig. 2 Int. 2) para aislar la instalación fotovoltaica de la red, y otro dispositivo de desconexión deberá ir ubicado en el empalme o punto de conexión a la red de distribución. (Fig. 2 Int. 1).

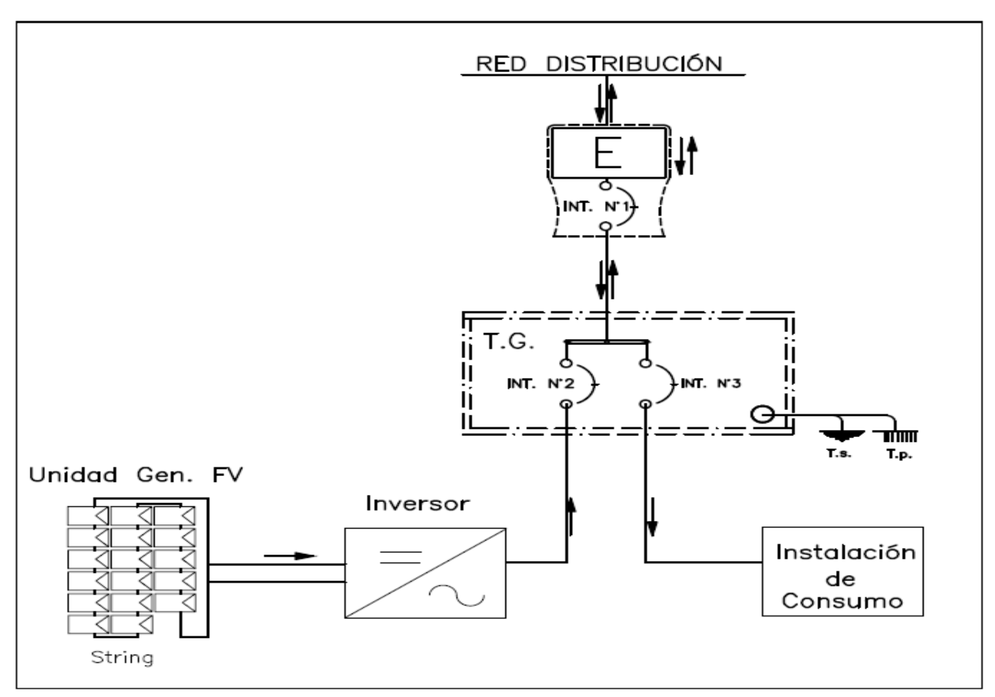


FIGURA 2 - Localización de los interruptores de desconexión con la red.

17. Medidor

17.1 Los generadores fotovoltaicos conectados a la red deberán contar con un único equipo de medida con registro bidireccional que permita diferenciar claramente las inyecciones y consumos de energía en forma independiente.

17.2 El medidor bidireccional deberá contar con su respectivo certificado de comercialización y el certificado de verificación primaria (exactitud de medida) en ambos sentidos, emitido por un organismo OLCA, con el propósito de garantizar el correcto registro del consumo e inyección para la correspondiente facturación por parte de la empresa distribuidora.

18. Parámetros Eléctricos

Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red de distribución, deberán cumplir con las exigencias de calidad de suministro y parámetros de seguridad establecida en la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.

19. Pruebas e inspección

19.1 La puesta en marcha sólo podrá ser realizada por el instalador eléctrico autorizado responsable de la declaración de puesta en servicio y personal de la empresa distribuidora de energía eléctrica.

19.2 Será responsabilidad del instalador realizar todas las pruebas necesarias para garantizar la seguridad de la instalación del generador fotovoltaico, las cuales deberán ser documentas a través de un informe de ensayos del generador fotovoltaico (Ver Apéndice n°1).

19.3 Las pruebas indicas en el punto 19.2 deberán realizarse, en conformidad a las normas IEC 62446 y IEC 60364-6.

19.4 Antes de la puesta en servicio, como mínimo deberán verificarse los siguientes aspectos:

19.4.1 La UG, módulos, tableros, conductores y sus componentes cumplen con el etiquetado, señaléticas y placa requerida en la instrucción técnica.

19.4.2 Fijación de la estructura.

19.4.3 Fijación de los módulos fotovoltaicos a la estructura.

19.4.4 Los módulos fotovoltaicos se encuentran sin daños.

19.4.5 Verificar que están conectadas todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.

19.4.6 Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes ni accidentales.

19.4.7 Los conductores y la canalización instalados conforme a la norma eléctrica NCh. 4/2003 y a lo especificado en el punto 11 de este documento.

19.4.8 La caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación tienen un IP que cumple con lo indicado en el este documento.

19.4.9 Los tableros cumplen con el grado IP para el lugar donde se encuentran instalados.

19.4.10 Las conexiones eléctricas cumplen con lo estipulado en el punto 9 de este documento.

19.4.11 Verificar que la capacidad del conductor del lado CC de la UG, sea superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente.

19.4.12 El código de colores para CC es el mismo que el referido en el punto 11.15 de este documento.

19.4.13 El código de colores para los conductores de CA cumple con la norma NCh 4/2003.

19.4.14 El conductor utilizado son PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente.

19.4.15 Verificación de polaridad.

19.4.16 Verificación de resistencia de aislamiento.

19.4.17 Continuidad del sistema de puesta a tierra y/o red equipotencial.

19.4.18 Medición de puesta a tierra y verificar que los valores de tierra de servicio y protección cumplen con la norma NCh 4/2003.

19.4.19 Verificarse el funcionamiento del seccionador, de las cajas de conexión o junction box.

19.4.20 Verificar que las cajas de conexión o junction box, cumplen con lo descrito en los puntos 9.7, 9.9, 9.10 y 9.12.





19.4.21 Verificar que los rangos de corriente máxima y tensión máxima del string estén en conformidad a los rangos de entrada del inversor.

19.4.22 Verificar que la capacidad de generación no sea mayor que la capacidad de su empalme, y alimentador.

19.4.23 Medición de parámetros eléctricos en lado CC y CA del inversor, corriente, tensión y frecuencia, en caso de micro-inversores solo CA.

19.4.24 Medir tensión de string a circuito abierto y verificar que la totalidad de módulos fotovoltaicos en cada uno de los string de la entrada al inversor no supera los 1000V.

19.4.25 Verificar que la UG cuenta en el tablero general o distribución con un automático y diferencial no superior a 300mA destinados a la UG. (de 30 mA para el caso de Microinvserores y para instalaciones menores o iguales a 10kW)

19.4.26 Pruebas al inversor. Comprobar la correcta operación del inversor según manual de instalación del producto. Las pruebas mínimas son:

- Arranque y paro automático.
- Prueba Básica Anti-Isla, desconectar automático del empalme y verificar que inversor se desconecte en forma automática.

19.4.27 Verificación de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión

19.4.28 Verificar existencias de procedimientos de apagado de emergencia en el emplazamiento.

19.5 Para instalaciones cuya potencia instalada sea superior a 10 kW, deberá aplicarse adicionalmente procedimiento de verificaciones descritos en la IEC 62446.

20. Mantenimiento y Trabajo Seguro.

20.1 Disposiciones Generales de operación y mantenimiento

20.1.1 Los propietarios de las unidades de generación fotovoltaicas deberán contar con procedimientos de apagado de emergencia del inversor, el cual deberá estar ubicado a un costado del inversor.

20.1.2 Los propietarios de las instalaciones fotovoltaicas con una potencia instalada superiores a 10 kW conectadas a la red deberán contar con procedimientos de operación, mantención, emergencia y análisis de riesgo para instalaciones.

20.1.3 Se deberá considerar, en el proyecto y en las etapas de inspección y mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas, un procedimiento de emergencias que considere los contactos telefónicos de los servicios de urgencia para el caso de accidentes o incidentes con daños a la propiedad, y de los servicios públicos relacionados con la seguridad de las personas o bienes.

20.1.4 Es deber de los propietarios de las unidades de generación, mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas.

20.2 Seguridad en las labores de operación y mantenimiento

20.2.1 Las intervenciones en instalaciones deberán ser ejecutadas y mantenidas de manera que se evite todo peligro para las personas y no ocasionen daños a terceros.

20.2.2 Las intervenciones en instalaciones se deberán efectuar con medios técnicos que garanticen seguridad tanto para el personal que interviene como para las instalaciones intervenidas.

20.2.3 Los trabajos en instalaciones eléctricas, aun cuando no estén con presencia de tensión, deberán ser ejecutados por personal preparado y premunido de equipos y elementos de protección personal apropiados.

20.2.4 A cada persona que intervenga en instalaciones eléctricas deberá instruírsele en forma clara y precisa sobre la labor que le corresponda ejecutar y sus riesgos asociados. Además, deberá mantenerse una adecuada supervisión a las labores que se ejecutan en las instalaciones.

20.2.5 Las herramientas que se utilicen para trabajos con energía, con método de contacto, deberán ser completamente aisladas y acordes al nivel de tensión en el cual se esté interviniendo. Si se detecta cualquier defecto o contaminación que pueda afectar negativamente las cualidades de aislamiento o la integridad mecánica de la herramienta, ésta deberá ser retirada del servicio.

20.3 Exigencias para realizar intervenciones seguras

20.3.1 Las instalaciones deberán llevar señalética con simbología e inscripciones que representen llamativamente el peligro de muerte al cual se exponen las personas, por contacto o cercanía a los conductores y equipos energizados.

20.3.2 En la etapa de ejecución de una instalación fotovoltaica, ésta deberá estar provista de señales de advertencia y de peligros en las zonas que se encuentran energizadas, y se deberán marcar las principales características eléctricas de todos los componentes energizados ubicados en la parte exterior e interior del recinto, a fin de evitar posibles accidentes a las personas que operan en la instalación

20.3.3 Cuando se intervengan instalaciones fotovoltaicas deberá verificarse el disyuntor de protección del inversor por fase en la parte de corriente alterna, el switch del inversor, cuando corresponda, en la parte de corriente continua, la tarjeta de operación para la operación de bloqueo y la tensión en los componentes que se manipularán.

20.3.4 En salas eléctricas o de subestaciones transformadoras, donde se instalen los inversores, se deberán tomar las debidas precauciones de seguridad para no interferir el normal funcionamiento de los equipos instalados en las salas.

20.3.5 Para el entorno de las instalaciones fotovoltaicas y en la etapa de montaje de paneles solares, se deberá contar con un análisis de riesgo que considere todas las medidas de prevención tendientes a evitar alteraciones o fallas en las instalaciones existentes.

20.3.6 Las unidades o inversores de las instalaciones fotovoltaicas no deben ser manipuladas o intervenidas por personas no capacitadas, a fin de evitar accidentes graves por peligro de choque eléctrico.

20.3.7 En las instalaciones fotovoltaicas, los paneles conectados a la unidad inversora expuestos a la luz natural o artificial, deben considerarse en la condición de energizado y se deberán tomar todas las medidas efectivas para evitar contactos eléctricos con las partes energizadas.

20.3.8 En los sistemas de respaldo mediante el uso de un banco baterías, se debe tomar las precauciones de ventilar previamente el recinto antes de ingresar y verificar la ausencia de los gases emanados por estas baterías.

20.3.9 En la etapa de prueba de una instalación fotovoltaica se debe verificar que los switch de la unidad inversora (encendido / apagado) estén plenamente identificados y el esquema unilineal simple tenga identificado (componentes físicos con igual marca) todos los puntos de apertura y desconexión del sistema.





APÉNDICE N°1.

MODELO DE INFORME DE ENSAYO DEL GENERADOR FV.

INFORME DE ENSAYOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO		VERIFICACIÓN INICIAL	
Dirección de Instalación		**Referencia**	
		Fecha	
Descripción de los trabajos bajo prueba		**Instalador**	
		N° Licencia	
		Instrumentación empleada	

N° de String		**1**	**2**	**3**	**4**		**n**
Generador	Modulo Tipo						
	Cantidad						
Parámetros del generador (Según este especificado)	Potencia (kW)						
	Voc (Stc)						
	Isc (stc)						
	Imax Inversa Modulo						
Dispositivo de protección de sobrecorriente de String (Aplicable a Inversores centrales)	Tipo						
	Valor (A)						
	Voltaje máx. CC (V)						
	Capacidad (kA)						
conductor lado CC	Tipo						
	Positivo (mm2)						
	Negativo (mm2)						
	Tierra (mm2)						
	Voltaje máx. CC (V)						
	Capacidad (A)						
Ensayo de polaridad							
Resistencia de aislamiento	Tensión Prueba (V)						
	Positivo - Tierra (MΩ)						
	Negativo - Tierra (MΩ)						
Continuidad de conductor tierra/estructura							
Seccionador funcionan correctamente (Aplicable a Inversores centrales)							

Protecciones AC	Diferencial AC		Protección AC	
	Tipo		Marca	
	Corriente residual (mA)		Corriente nominal (A)	
	Corriente nominal (A)		Capacidad (KA)	
	Prueba de Test		Tipo (bipolar o tetrapolar)	
	Ubicación			

Inversor	**Funciones**	**Ajustes**		**Tiempos**	
AJUSTES PARA DESCONEXIÓN	Protección contra caídas de tensión U<	V	0,80 Un	ms	< 100 ms
	Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) U>	V	1,10 Un	ms	< 100 ms
	Protección contra sobretensiones breves U>>	V	1,15 Un	ms	< 100 ms
	Protección contra caída de la frecuencia f<	Hz	47,50 Hz	ms	< 100 ms
	Protección contra subidas de la frecuencia f>	HZ	51,50 Hz	ms	< 100 ms
AJUSTES PARA CONEXIÓN Y RECONEXIÓN	**Rango**	**Ajustes**		**Tiempos**	
	Limite inferior de tensión U<	V	0,85 Un	s	≥ 60 s
	Limite Superior de tensión U>	V	1,10 Un		
	Limite inferior frecuencia f<	Hz	47,50 Hz		
	Limite Superior frecuencia f>	HZ	50,20 Hz		
	Tiempo de reconexión para interrupciones breves (<3s)				≥ 5 s

PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DE UNIDAD DE GENERACIÓN					
	Potencia (KW-AC)				
	Voltaje CC				
	Corriente CC		SISTEMA DE PUESTA A TIERRA		
	Frecuencia (Hz)		Valor Tierra Protección		Ω
	Voltajes FASE 1 (V)		Valor Tierra Servicio		
	Voltajes FASE 2 (V)		Método de medición		
	Voltajes FASE 3 (V)		Instrumento Utilizado		
	Corrientes FASE 1(A)		Clase de precisión		
	Corrientes FASE 2(A)				
	Corrientes FASE 3(A)				





APÉNDICE N°2.

DIAGRAMA UNILINEAL

Red de Distribución

Línea Acometida

Empresa Distribuidora

Limite Propiedad

Cliente

EMPALME

Tipo de Empalme, Potencia, Tensión.
Tipo de Acometida, Seccion y Longitud
Capacidad y Curva de Interruptor

Punto 17. Medidor de Facturación Bidireccional

M

Alimentador, Tipo de conductor,
Sección y Caída de tensión
Canalización, Tipo y Sección

TDA o TG

Protección
Capacidad en Amperes
Corriente de Ruptura
Curva de Operación

Punto 13.14: Protección de Seguridad del Usuario

Protección de Cortocircuito
Protección de Sobrecarga
Protección Diferencial

Protección Dif.
Tipo de Diferencial
Capacidad Nominal
Corriente Diferencial

T.s.
T.p.

Circuitos
Destino (Luces, Enchufes, Otros)
Potencia.
Conductor Tipo y Sección
Canalización Tipo y sección

Distribución de los Consumos

Información de Puesta a tierra
Información de conductores TP y TS
Valor Medidos TP y TS
Metodo de medición e instrumento utilizado

Punto 13.19 : Protección de RED (RI)

INVERSOR

Simbología:

Interruptor Automático Termomagnético

Interruptor Automático Diferencial

Plano desarrollado según norma IEC

Generador Fotovoltaico con Inversor